

КАЗАНСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ

На правах рукописи

ЗОЛОВА ИРИНА ВАЛЕРЬЯНОВНА

**УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА
В ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПРЕДГОРНОГО ДАГЕСТАНА
В СВЯЗИ С ОЦЕНКОЙ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ**

Специальность: 25.00.12 – Геология,
поиски и разведка горючих ископаемых

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени
кандидата геолого-минералогических наук

Казань-2004

Работа выполнена в НГДУ «Иркеннефть» ОАО «Татнефть».

Научный руководитель: доктор геолого-минералогических наук
Хисамов Р.С. (ОАО «Татнефть»)

Официальные оппоненты: доктор геолого-минералогических наук, профессор КГУ
Муслимов Р.Х.

Ведущая организация: Институт геологии Дагестанского Научного Центра РАН,
г. Махачкала

Защита состоится июня 2004 г. в 14⁰⁰ часов на заседании Диссертационного совета Д.212.081.04 по защите диссертаций на соискание ученой степени доктора наук при Казанском государственном университете по адресу:
4200008, г. Казань, ул.Кремлевская, 4/5, геологический факультет КГУ.

С диссертацией можно ознакомиться в научной библиотеке Казанского государственного университета.

Автореферат разослан « » мая 2004 года.

Ученый секретарь
Диссертационного совета Д.212.081.04,
кандидат геолого-минералогических наук

Д.И.Хасанов

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность.

Важнейшим условием сохранения уровня добычи углеводородного сырья в старых нефтедобывающих районах является открытие, подготовка и ввод в разработку новых запасов.

В настоящее время поиски и разведка залежей нефти и газа в верхнемеловых отложениях Предгорного Дагестана остается одним из наиболее перспективных направлений геологоразведочных работ, успешное проведение которых зависит от наличия качественно подготовленных к поисковому бурению объектов, обоснованных с позиций условий формирования залежей. Научной основой оценки перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений служит (Ф.Г.Шарафутдинов, 1970; Б.А.Соколов, 1981) концепция надвиговой региональной структуры Предгорного Дагестана.

Высокие перспективы нефтегазоносности указанных отложений подтверждаются открытиями в последние годы нефтегазовых месторождений последних лет, выявлением многочисленных погребенных структур, а также принципиально новыми данными о геологическом строении и развитии региона. В связи с этим изучение особенностей геологического строения верхнемеловых отложений и выявление закономерностей формирования залежей нефти и газа является одной из актуальных проблем нефтяной геологии Дагестана.

Цель работы.

Исследование основных геолого-геохимических условий формирования залежей нефти и газа в верхнемеловых отложениях Предгорного Дагестана в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности.

Основные задачи:

- изучение строения верхнемеловых отложений и реконструкция истории геологического развития региона;
- исследование геохимических особенностей нефтегазоматеринских отложений, оценка их генерационного потенциала в насыщении верхнемелового природного резервуара;
- изучение состава и свойств углеводородов для выяснения генетических связей с нефтегазоматеринскими породами;
- анализ результатов геологоразведочных работ на УВ в Предгорном Дагестане;
- оценка перспектив нефтегазоносности верхнемеловых отложений.

Научная новизна.

- Выявлены особенности формирования залежей нефти и газа в верхнемеловых отложениях Предгорного Дагестана.
- Впервые выделены на основании углубленного палеотектонического анализа позднеолигоценовый и плиоценовый этапы в образовании залежей верхнемеловых отложений.
- Доказана определяющая роль надвиговых дислокаций позднеолигоценового тектогенеза:
 - в геологическом развитии региона и формировании залежей УВ;
 - при оценке перспектив нефтегазоносности региона.
- Установлено:
 - основными нефтегазопродуцирующими толщами, ответственными за насыщение верхнемелового природного резервуара, являются среднеюрская и майкопская. Первая продуцировала преимущественно газовые УВ, вторая – нефтяные;
 - значение нижнемеловых (альбский ярус), верхнемеловых (сеноман-туронский), палеогеновых (кумская свита) отложений как источников углеводородных скоплений для рассматриваемых отложений невелико.

Практическая значимость и реализация.

Обоснованы перспективы нефтегазоносности верхнемеловых отложений и разработаны рекомендации по ведению геологоразведочных работ в условиях погребенных поднятий Предгорного Дагестана и прилегающего шельфа Каспия на площадях Ленинкент, Алмало, Агачаул, Чирьюрт, Инчхе-море.

Приняты к практическому использованию в ОАО «Каспийгазпром» выполненные с участием диссертанта «Анализ современного состояния и эффективность геологоразведочных работ на нефть и газ в Предгорном Дагестане» и «Разработка плана геологоразведочных работ на газ по первоочередным площадям Предгорного Дагестана».

Защищаемые положения.

1. Установлена определяющая роль надвиговых дислокаций при формировании различных типов ловушек УВ в верхнемеловых отложениях.
2. Обоснованы основные нефтегазоматеринские толщи для верхнемеловых резервуаров: среднеюрская, апт-альбская и майкопская и оценен их генерационный потенциал. В результате хроматографического изучения нефтей и конденсатов установлено, что среднеюрские отложения генерировали преимущественно газовые углеводороды, а майкопские – нефтяные. Значение апт-альбской нефтематеринской толщи в питании верхнемеловых залежей невелико.
3. Выделены ключевые этапы развития верхнемеловых ловушек – позднеолигоценовый и плиоценовый. Предложена модель формирования залежей различного типа.

4. Выявлены зоны нефтегазонакопления для проведения первоочередных геологоразведочных работ.

Апробация работы.

Основные положения доложены на конференциях молодых ученых МГУ (1984, 1985 гг.), на V совещании Региональной комиссии по Кавказу (Грозный 1987 г.), на XII республиканской конференции молодых ученых и специалистов Дагестана (Махачкала, 1988), на VII международной конференции, «Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа», 2004.

Результаты исследований изложены в пяти отчетах и трех рекомендациях.

Публикации. По теме диссертации опубликовано 9 печатных работ.

Фактический материал.

В основу диссертации положены данные обобщений геолого-геофизического и геохимического материала, результаты личных полевых наблюдений, новейшие данные бурения и сейсморазведки. Автором изучен 21 геологический разрез верхнемеловых отложений, проведено хроматографическое (на кафедре геологии и геохимии нефти и газа МГУ им. М.В.Ломоносова) исследование нефтей и конденсатов (40 образцов). Геологические построения базируются на данных бурения более 100 скважин.

В процессе работы соискатель пользовался советами и консультациями профессоров и докторов наук Б.А.Соколова, С.Г.Неручева, О.К.Баженовой, Ю.И.Корчагиной, А.Н.Резникова, С.Л.Афанасьева, Ю.П.Смирнова, В.Ф.Шарафутдинова, К.О.Соборнова, кандидатов наук: Ф.Г.Шарафутдинова, Г.Д.Буторина, В.Д.Талалаева, Д.А.Мирзоева, А.М.Магомедова, В.М.Пирбудагова, У.Т.Темирбековой, М.Я.Боровского, А.Н.Степанова, Д.Ш.Шапиева, Л.В.Шалбузовой. Всем названным ученым и специалистам автор выражает благодарность.

Диссертант искренне признателен за помощь и ценные советы научному руководителю доктору геолого–минералогических наук, главному геологу ОАО «Татнефть» Р.С.Хисамову.

Структура и объем работы.

Диссертация состоит из введения, пяти глав и заключения. Общий объем страниц, в том числе 52 рисунка и 15 таблиц. Библиография включает 310 наименований.

СОДЕРЖАНИЕ РАБОТЫ

ГЛАВА 1. ИСТОРИЯ ИЗУЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И РАЗВИТИЕ ВЗГЛЯДОВ НА УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ В ПРЕДГОРНОМ ДАГЕСТАНЕ.

В истории изучения нефтегазоносности верхнемеловых отложений выделяется три этапа.

Первый охватывает период со второй половины XIX века по 1953 г. На раннем этапе верхнемеловые отложения затрагивали как объект геологического картирования и источник нефтегазопроявлений. Исследования Г.В.Абиха, Н.Н.Барбот де Марни, К.А.Богдановича, Д.В.Голубятникова, Н.С.Шатского и др. положили началу изучению верхнемеловых отложений. Систематическое изучение стратиграфии и литологии связано с именами В.П.Рентгардена, Д.В.Дробышева, М.М.Москвина, И.А.Конюхова и др., создавших детальную схему стратиграфического расчленения отложений. Этот период характеризуется дискуссионностью вопроса перспектив нефтегазоносности.

Начало второго этапа (1953-1968 гг.) связано первым на Кавказе промышленным притоком нефти и газа из верхнемеловых отложений на площади Селли в 1953 г. Открытие верхнемеловой нефти вызвало большой интерес к комплексному изучению рассматриваемых отложений. Вопросы геологического строения и перспективы нефтегазоносности верхнемеловых отложений освещены в работах С.Э.Мусаева, И.О.Брода, И.А.Конюхова, Д.В.Несмеянова, Н.П.Москалева, М.С.Бурштара, М.М.Москвина, В.Л.Галина, Ф.Г.Шарафутдинова, Ю.П.Смирнова, Б.Г.Васина, Д.В.Скарятина, К.Г.Самышкиной и многих других. Геологоразведочные работы второго этапа связаны с разведкой сквозных структур, отчетливо выраженных по миоценовому структурному этажу. В результате были открыты месторождения Селли, Га-ша, Ачису, Махачкала. Изучению формирования залежей уделяли внимание С.Г.Неручев, Ф.Г.Шарафутдинов, А.Г.Алиев, Г.Г.Гасангусейнов, Н.В.Феньев.

Третий этап, начавшийся с 1968 г., связан с ориентацией поисково-разведочных работ на погребенные верхнемеловые структуры внешнего обрамления Дагестанского клина. Широкое развитие геологоразведочных работ на верхний мел стимулировалось открытием Шамхалбулакского газоконденсатного и Махачкала-Таркинского нефтегазового месторождений. Основой постановки поисково-разведочных работ явились новые геологические идеи о надвиговом строении мезозойских отложений, несогласно перекрытых моноклинально залегающими олигоцен-миоценовыми образованиями, и прогнозе погребенных структур, высказанные В.Л.Галиным, Г.Д.Буториним, Ф.Г.Шарафутдиновым и развитые Б.А.Соколовым,

К.О.Соборновым. В 1980 г. перспективность верхнемеловых отложений подтверждена открытием Димитровского газоконденсатного месторождения. Расширению геологоразведочных работ существенно способствуют новые данные, полученные в результате комплексной интерпретации сейсмических работ, материалов бурения и ГИС.

ГЛАВА 2. ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРЕДГОРНОГО ДАГЕСТАНА.

Предгорный Дагестан характеризуется сложным геологическим строением и развитием. Большой вклад в изучение геологии и нефтегазоносности внесен Н.С.Шатским, В.Д.Голубятниковым, Н.Ю.Успенской, И.О.Бродом, Н.Б.Вассоевичем, Е.Е.Милановским, В.А.Е.Хаиным, Д.В.Куприным, В.Д.Несмеяновым, В.Л.Галиным, Ф.Г.Шарафутдиновым, М.Н.Смирновой, Д.А.Мирзоевым, Г.Г.Гасангусейновым, В.Д.Талалаевым, Г.Д.Буториним, , Д.Ш.Шатовым, Л.В.Шалбузовой, В.М.Пирбудаговым А.Н.Степановым и др. Современное представление о структуре Предгорного Дагестана основанное на новейших данных глубокого бурения и разведочной геофизики, изложено в работах Ф.Г.Шарафутдинова, Г.Д.Буторина, Б.А.Соколова, К.О.Соборнова, А.К.Васильева, К.А.Сабанаева, Д.Ш.Шапиева, Ф.М.Коршенбаума и др.

В геологическом строении региона принимает участие мощная (до 5-7 км) толща мезозойско-кайнозойских осадочных образований от перми до антропогена. На отдельных участках фиксируется выпадение из разреза некоторых стратиграфических подразделений, обусловленное региональными и локальными перерывами и размывами.

Мезозойские отложения обнажаются в пределах прилегающего мегантиклинория Большого Кавказа и погружаются в Терско-Каспийском передовом прогибе, являясь регионально нефтегазоносными горизонтами. Кайнозойские образования принимают участие в геологическом строении прогиба, где они вскрыты многочисленными скважинами, образуя ряд нефтяных месторождений, выработанных к настоящему времени (Тернаир, Избербаш, Ачису, Селли, Гаша).

По литологическому составу пластов-коллекторов и характеру их нефтегазоносности, с учетом разделяющих региональных покрышек, а также условий формирования залежей нефти и газа мезозойско-кайнозойские отложения Предгорного Дагестана подразделяются на следующие нефтегазоносные комплексы: нижне-среднеюрский, верхнеюрско-неокомский, аптальбский, эоцен-верхнемеловой, среднемиоценовый. Региональными покрышками служат глинистые толщи бат-байосса, верхнего баррема-нижней части апта и альба, олигоцен-нижнего миоцена.

В тектоническом отношении рассматриваемый регион относится к восточной части альпийского горно-складчатого сооружения Большого Кавказа. Наиболее крупный тектонический элемент Предгорного Дагестана – Дагестанский клин, впервые установленный Н.С. Шатским. К основным тектоническим элементам последнего относятся Сулакское и Иргартбаш-Талгинское поднятия и разделяющая их Буйнакская депрессия. Фронтальная часть Дагестанского клина обрамляется Нараттюбинской складчато-надвиговой зоной длиной до 150 км и шириной до 15 км. Сложность строения региона вызвана несоответствием структурных планов миоценовых и мезозойских отложений. Меловые отложения залегают на глубинах от 2 до 5 км и дислоцированы в ряд узких антиклинальных блоков, разделенных погребенными в майкопских отложениях надвигами с южным падением плоскостей взбрасывателя амплитудой от первых до десятка километров. К этой зоне приурочены Шамхалбулакское, Махачкала-Таркинское, Димитровское, месторождения. Обращает на себя внимание то, что погребенные структуры содержат более крупные запасы углеводородов. Открытые ранее месторождения Селли, Гапша, Ачису характеризуются «сквозным антиклинальным строением» как по мезозойским отложениям, так и по перекрывающим кайнозойским.. Южно-Дагестанская складчатая зона является крайним юго-восточным элементом внутренней зоны Терско-Каспийского передового прогиба и подразделяется на Западную и Восточную антиклинальные зоны.

Верхнемеловые отложения представлены в основном карбонатной толщей с преобладанием (до 90-95%) известняков, мергели имеют подчиненное значение и не превышают 5-12% от общего объема пород в разрезах. Глинистые породы встречаются крайне редко в виде тонких (до 0,15 м) прослоев в разрезах сеноманского, туронского, сантонского и кампанского ярусов.

Известняки делятся на три основные группы: органогенные, хемогенные, обломочные.

Органогенные - по целостности органических остатков представлены: биоморфными (50%- целые раковины) и органогенно-детритовыми (свыше 50% - обломки раковин). Биоморфные состоят из раковин фораминифер, зерен кварца и полевых шпатов. О р г а н о г е н н о - д е т р и т о в ы е известняки в зависимости от органических остатков, поставляющих детритус, подразделяются на: шлаковые, фораминиферовые, мшанково-криноидные, криноидно-полидетритовые, полидетритовые.

Хемогенные известняки характеризуются микро- и мелкозернистой структурой с высоким содержанием карбонатов. Во всех разрезах Дагестана преобладает этот тип, встречаясь от сеномана до дата.

Обломочные известняки состоят из обломков карбонатных пород и имеют подводно-оползневое (олистостромовое) происхождение, встречаются редко.

Карбонатные породы по переходу вещественного состава от известняков к глинам подразделяются на следующие разновидности: чистые известняки (кальцита свыше 95%), глинистые известняки (от 75 до 95%), мергели (от 25 до 75%), известняковые глины (от 5 до 25%), глины (менее 5%).

В общем литологическом балансе верхнемеловых пород ведущая роль принадлежит хемогенным и биогенным известнякам, составляющим от 80 до 100 %. Для известняков верхнего мела доминирующее значение имеют трещинный и трещинно-кавернозный тип коллекторов. Преобладает трещинная пористость, которая обусловлена, в основном тектоническим фактором. Отмечается большая вариация мощностей от 312 м (скв.7, Димитровская) до 688 (скв.141 Ачису).

ГЛАВА 3. ГЕОХИМИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

В соответствии с современными представлениями (Н.Б.Вассоевич, Б.А.Соколов, С.Г.Неручев и др.) формирование углеводородных скоплений определяется наличием нефтематеринских отложений, фациально-генетическим типом ОВ, его преобразованностью, особенностями термо-барического режима, наличием ловушки, путей миграции, покрывки. В Предгорном Дагестане основные генерирующие толщи углеводородов - ниже-среднеюрские, нижнемеловые, нижнемиоценовые (майкопские) отложения. Ниже-среднеюрские породы характеризуются чередованием в разрезе морских терригенных и континентальных угленосных отложений большой (2000-2500 м) мощности отложений, содержанием Сорг 0,3-4,4%, максимальные концентрации Сорг 5,2%, в отдельных углистых прослоях – 30-38 %. Установленные по витриниту максимальные палеотемпературы близки к современным и составляют 165°-185°С. По результатам отражательной способности витринита отложения находятся на стадии МК3-4 – Мугринская антиклиналь, МК4-5-АК1 – Селлинское поднятие. На основании построенной схемы геохимических характеристик нефтегазопродуцирующих толщ Предгорного Дагестана рассматриваемые отложения относятся к алиново-арконовому или сапропелево-гумусовому типу. Таким образом в формировании рассматриваемых месторождений большую роль играют преимущественно газоматеринские толщи среднеюрского возраста.

Нижнемеловым отложениям свойственна восстановительная обстановка осадконакопления. Мощность образований 700-1000м, терригенный разрез на 50 % состоит из глинистых прослоев мощностью 20-30 м, среднее содержание Сорг 0,45-0,8 %, в отдельных глинистых прослоях повышается до 1,1-1,85%. Доля битумоидов в породах невелика, не более 0,01-0,03 %. Участие данных отложений в формировании УВ скоплений невелико.

Майкопские отложения выделены И.М.Губкиным, Н.Б.Вассоевичем, В.В.Вебером в качестве основного нефтематеринского комплекса на Северном Кавказе. Глинистость образований порядка 75-90 % , мощность – до 2000м. Содержание С орг - от 0,5 до 4 %. Обстановка осадконакопления характеризуется восстановительными условиями, для ОВ показательно большое количество низкомолекулярных структур. Отмечается повышенное содержание гуминовых веществ в среднем 0,9 %, иногда достигает 40 %, что присуще невысокой катагенетической превращенности ОВ. Степень градации катагенеза соответствует мезокатагенезу МКЗ. Таким образом исходное ОВ классифицируется как сапропелевое, т.е. наиболее типичное для нефтематеринских пород.

Верхнемеловые залежи Дагестанского клина характеризуются широкими изменениями фазового состояния углеводородов. Здесь выявлены газоконденсатные залежи (Шамхалбулак, Димитровское, Ачису), обладающие незначительными по высоте нефтяными оторочками, а также нефтяная залежь на месторождении Махачкала-Тарки, северо-западная часть которой имеет газоконденсатную оторочку.

Газоконденсаты легкие 0,76 г/см³, богатые бензиновыми фракциями (41-76%), мало-сернистые (0,02-0,18 % масс), парафинистыми (3,35-12,0% масс). По групповому УВ составу бензиновых фракций (н.к. 200 оС) нефти и конденсаты - метановые (54-58%).

В нефтях, по Тиссо Б., Вельте Д., сохраняются углеводородные скелеты исходных органических веществ – хемофоссилии или «биомаркеры», которые представлены соединениями трех основных классов: алканами, циклоалканами и аренами. Фитол является неотъемлемой частью хлорофилла зеленых растений и бактерий. В окислительных условиях из фитола образуется пристан (i-C₁₉), в восстановительных – фитан (i-C₂₀).

Для выявления генетических связей углеводородов нефтей и конденсатов верхнемеловых залежей Предгорного Дагестана с органическим веществом нефтематеринских пород проведена типизация углеводородных скоплений, определялся тип флюида по классификации А.А.Петрова. Для изучения молекулярного строения использован хроматографический анализ, позволивший выделить и идентифицировать широкий спектр углеводородных скоплений от низкомолекулярных (C₅-C₆) до высокомолекулярных (C₃₀-C₃₂). Для оценки генетической типизации флюидов составлена диаграмма по Дж.Коннен и А.М.Кэссоу, а также треугольная диаграмма состава нефтей и конденсатов.

Автором на кафедре геологии нефти и газа Московского государственного Университета им. М.В.Ломоносова был осуществлен хроматографический анализ средних фракций нафтидов. По методике Тиссо и Вельте определены коэффициенты: отношение пристана и фитана, нч/ч, и рассмотрено распределение высокомолекулярных n-алканов и изопреноидов. Установить, что верхнемеловые конденсаты характеризуются преобладанием нечетных среди

высших n-алканов, особенно в пределах C19-C31. Среди изопреноидов отмечается преобладание пристана над фитаном. Общее содержание изопреноидов довольно низкое. Флюиды подобного типа (по Тиссо и Вельте) обычно образуются в прибрежной обстановке осадконакопления. Распределение n-алканов и изопреноидов в верхнемеловых конденсатах ($n_{CH_4}=1$, $\max i$ C16 и i C18, большие значения $iC19/iC20$) указывают на катагенетические изменения органического вещества. Для нефтей из оторочки рассматриваемых залежей характерно высокое содержание nC15 и nC17. Это свидетельствует о наличии материала водорослевого происхождения.

Из вышеизложенного следует, что конденсаты верхнемеловых залежей имеют в основном исходное органическое вещество гумусового генезиса. Нефти же из оторочек характеризуются преобладанием четных n-алканов, меньшим значением отношения $iC19/iC20$ и максимальными значениями $iC15$ и $iC17$. Это говорит о большой роли в составе исходного органического вещества сапропелевого происхождения.

Для оценки генетической типизации и подтверждения высказанных предположений о характере исходного ОВ составлена диаграмма соотношений $iC19/nC17$ и $iC20/nC18$ по Дж.Коннен и А.М.Кэссоу, на которой выделены области трех основных типов ОВ, способствующих генерации УВ. Квадрат по диагонали разделен пополам на две области: ОВ морского генезиса, где накапливается преимущественно сапропелевое ОВ и континентального, где большая доля гумусового ОВ. Степень зрелости нефти возрастает к началу координат, а биodeградация увеличивается в противоположном направлении. Нафтиды зоны Дагестанского клина в соответствии с определенными параметрами располагаются преимущественно в области гумусового типа исходного ОВ. Наблюдается смещение точек, характеризующих параметры нефтяных оторочек в область гумусово-сапропелевого типа ОВ. В направлении пересечения начала координат прослеживается увеличение степени катагенетической превращенности УВ, что фиксируется в снижении соотношений $iC19/nC17$ и $iC20/nC18$.

По Тиссо и Вельте, морское органическое вещество обычно образует флюиды парафино-нафтенного и ароматико-смешанного типа, содержание ароматических соединений колеблется в пределах 25-60%. Неморское ОВ, накопленное в дельтовых условиях, генерирует нефти парафинового или, иногда, парафино-нафтенного типа, содержание ароматики составляет 10-30 %.

Автором составлена треугольная диаграмма состава нефтей и конденсатов, на которой показаны главные поля распространения флюидов морского и неморского генезиса. В соответствии с нанесенными на нее параметрами содержание n+изоалканов, циклоалканов и ароматических УВ выявлено, что нефти и газоконденсаты месторождений Дагестанского клина нахо-

дятся в основном поле нефтей, образованных из органического вещества неморского происхождения.

Химический состав нефтей и конденсатов описанного региона, анализ литолого-фациального состава и геохимической обстановки, в которой происходило формирование мезозойских отложений Восточного Предкавказья, указывают на то, что формирование залежей углеводородов в верхнемеловых отложениях Предгорного Дагестана происходило за счет нефтепродуцирующих толщ юрской системы и майкопской свиты.

ГЛАВА 4. УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ И ГАЗА ПРЕДГОРНОГО ДАГЕСТАНА.

Разнообразие типов залежей и фазового состояния углеводородных скоплений Предгорного Дагестана - следствие сложного геологического развития и строения региона, определивших специфические условия их формирования в различных тектонических зонах.

Вопросам формирования верхнемеловых залежей посвящены исследования С.Г.Неручева, Б.А.Соколова, Ф.Г.Шарафутдинова, В.М.Пирбудагова, А.Н.Степанова, И.А.Конюхова, И.А.Абля, В.Н.Сергеевой, В.Д.Талалаева, Г.Д.Буторина и др.

В качестве основных нефтегазопродуцирующих толщ для верхнемеловых залежей были выделены среднеюрские и олигоцен-нижнемиоценовые (майкопские) отложения.

Каждая из нефтегазоматеринских толщ сыграла определенную роль (генератора, аккумулятора, изолятора) при формировании углеводородных скоплений, а в совокупности, испытав многократные катагенетические превращения и структурные преобразования, они определили пространственное размещение залежей нефти и газа.

Верхнемеловые известняки, характеризующиеся хорошими емкостными и фильтрационными свойствами, занимают исключительно благоприятное положение в стратиграфическом разрезе.

При сравнительном анализе пространственного размещения углеводородных скоплений в верхнемеловых отложениях Терско-Каспийского передового прогиба по их фазовому состоянию обращает на себя внимание приуроченность всех газоконденсатных залежей к зоне Дагестанского клина, в то время как в Терско-Сунженском районе известны только нефтяные залежи. Исключением является Бенойское месторождение, содержащее газоконденсат, которое примыкает к Дагестанскому клину. Природа такого явления связана с особенностями геологического развития в каждом из указанных регионов. В отличие от стабильного непрерывного осадконакопления в Терско-Сунженской зоне вплоть до плиоцена, Дагестанский клин испытал тектоническую активность в майкопско-неокомское, палеоцен-эоценовое и олигоценное время.

Тектоническая активность достигла своего пика в позднем олигоцене, когда начали свое формирование верхнемеловые структуры погребенного типа. Это и определило более раннее время образования углеводородных скоплений, что отразилось на газоконденсатном характере месторождений. По данным Г.Д.Буторина и Ф.Г.Шарафутдинова к концу позднего мела были заложены Эльдама-Иргартбашский и Сулакский выступы.

В палеоцен-эоценовое время структурная дифференциация возрастала, в результате чего более резко выраженный характер приобрели наметившиеся ранее крупные положительные элементы и осложняющие их локальные поднятия с амплитудой от 100 до 200 м. Временное хадумское затишье в позднеолигоценное время сменилось активным тектогенезом, приведшим к существенному преобразованию структуры меловых и перекрывающих палеогеновых отложений. Этот процесс, связанный с заложением Терско-Каспийского прогиба, вызвал большие тангенциальные напряжения, в результате которых сформированная ранее пликвативная складчатость приобрела более резко выраженный дифференцированный характер и была осложнена крупными дизъюнктивными нарушениями надвигового типа. Амплитуды надвигов достигали сотни и тысячи метров, в среднем 300-600 м.

Доказательством высокой активности структурных преобразований являются многочисленные примеры трансгрессивного залегания нижнего миоцена на подстилающих отложениях вплоть до туронского яруса, олистостромовые преобразования и пр.

В условиях надвинутого друг на друга каскада мезозойских структур, разделенных надвигами, верхнемеловой карбонатный комплекс, испытавший дезинтеграцию (тектоническую трещиноватость), на южных крыльях пришел в соприкосновение с нефтегазопродуцирующей толщей средней юры, а на северных и северо-восточных с интенсивно накапливающимися глинистыми осадками майкопской серии.

Сформированная в позднеолигоценное время структура верхнемеловых отложений существенно переработана в предачкагыльскую фазу складчатости, окончательно определившую условия формирования в них углеводородных залежей.

В настоящее время структурный план олигоцен-миоценовых и мезозойских отложений определяется моноклинально залегающей толщей олигоцен-миоценовых слоев, под которой меловые отложения дислоцированы в несколько узких линейно вытянутых и осложненных антиклинальными перегибами блоков, разделенных нарушениями надвигового типа. К этим блокам приурочен ряд месторождений – Димитровское, Шамхалбулакское, Ачисинское, Новолакское. Димитровское и Шамхалбулакское месторождения относятся к погребенным структурам и характеризуются явно выраженными признаками конседиментационного развития. Залежи газоконденсатные. Ачисинская структура относится к сквозному типу. Залежь нефтяная в чокраке и газоконденсатная в верхнем мелу.

Исследуя особенности формирования углеводородных скоплений в области Дагестанского клина, первостепенное значение уделено исходному органическому веществу, определившему распространение здесь преимущественно газоконденсатных залежей. Учитывая это, автор рассматривает формирование залежей по следующей схеме.

К палеогеновому времени терригенная, преимущественно газопродуцирующая толща нижне-среднеюрских отложений приобрела свойства к эмиграции УВ. В плиоцен-эоценовое время миграция осложнилась возникшими структурными осложнениями второго и третьего порядка. Высокая тектоническая активность позднеолигоценового времени обусловила начало формирования верхнемеловых известняковых резервуаров. По возникшим тектоническим нарушениям надвигового типа верхнемеловые известняки вступили в контакт со среднеюрскими отложениями, что способствовало миграции УВ. В майкопское время произошло перекрытие ловушек мощными глинистыми осадками. Позднее, в условиях стабилизации геотектонического режима накапливались мощные толщи отложений от верхнего майкопа до мэотиса включительно, что способствовало, в условиях повышенных температур и давлений, катагенезу углеводородов.

Предакчагыльская складчатость привела к перестройке структурного плана, образованию новых структур, обновлению старых и возникновению новых разрывов, интенсивной трещиноватости в верхнемеловых известняках. Все это привело к детальному заполнению ловушек и образованию газоконденсатных залежей, близких к современным.

Начиная с позднеолигоценового времени и до настоящего момента происходит миграция жидкой углеводородной фазы из майкопских отложений в верхнемеловые известняки по тектоническим контактам (боковая миграция), чему способствует высокое АВПД и единство эоцен-верхнемелового резервуара.

Установленные условия формирования верхнемеловых залежей позволяют высоко оценивать перспективы поисков залежей нефти и газа в Предгорном Дагестане, где следует предполагать преимущественно газоконденсатные и газовые залежи. Верхнемеловые структуры, находящиеся по разрывам в контакте с майкопскими отложениями, могут содержать жидкую фазу УВ за счет миграции нефти из последних.

ГЛАВА 5. АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРЕДГОРНОГО ДАГЕСТАНА.

Анализ и обобщение геолого-геофизических материалов с учетом новейших данных, а также знание условий и особенностей формирования залежей в верхнемеловых отложениях позволили выяснить основные особенности геологического строения и нефтегазоносности

верхнемеловых отложений региона, критически пересмотреть результаты поискового бурения отдельных площадей, дать современную оценку перспектив нефтегазоносности и наметить дальнейшие направления геологоразведочных работ. Научной основой для ведения поисково-разведочных работ служит геологический прогноз о дизъюнктивно-пликативном, надвиговом строении меловых отложений и существовании погребенных структур, несогласно перекрытых моноклинально залегающими плиоцен-миоценовыми образованиями, обусловленный проявлением позднеолигоценовой фазой тектогенеза. В связи с современными представлениями об аллохтонном строении рассматриваемого региона предполагаются преимущественно газовые и газоконденсатные залежи. Верхнемеловые структуры молодого заложения, а также погребенные, находящиеся по разрывам в контакте с майкопскими отложениями, могут содержать жидкую фазу УВ подобно нефтеносным структурам Терско-Сунженской нефтегазональной области.

Со времени бурения первой поисковой скважины до настоящего момента на поиски и разведку залежей нефти и газа в верхнемеловых отложениях Предгорного Дагестана пробурено более 100 скважин. Из них 11 параметрических, 59 поисковых и 38 разведочных скважин. Из всего числа законченных бурением поисковых и разведочных скважин 35% дали промышленные притоки нефти и газа, 10% - воды, 36% оказались "сухими" (в т.ч. давшие непромышленные притоки) или не испытанными в колонне, 19% не вскрыли верхнемеловые отложения. Значительный процент неудачных результатов на поисковом этапе объясняется в основном слабой геолого-геофизической изученностью структуры верхнемеловых отложений и подготовленностью объектов к глубокому бурению. Фактически, поиски залежей нефти и газа глубоким бурением зачастую велись при отсутствии надежной сейсмической основы. Результаты сейсмических исследований имели многочисленные варианты интерпретации, что выражалось в постоянной корректировке структурного плана после бурения каждой новой скважины. Вместе с тем региональная структура верхнемеловых отложений и отдельные её элементы остаются слабо изученными до настоящего времени, поскольку неоднозначно интерпретируется строение верхнемеловых отложений. Практически с 1993 г. прекращены полевые сейсмические исследования в Предгорном Дагестане.

Общее число выявленных погребенных верхнемеловых структур в регионе превышает 40 блок-антиклиналей. Проведенный анализ геолого-геофизических материалов позволяет критически оценить результаты бурения некоторых ликвидированных поисковых скважин по ряду площадей, где неоправданно были прекращены геологоразведочные работы и вопрос о нефтегазоносности верхнемеловых отложений остался не решенным. Требуют продолжения исследования в пределах - южного блока Алмалинского поднятия, Агачаульской, Ленинкентской и Чирюртовской структур. К числу наиболее детально изученных сейсморазведкой и ре-

комендуемых к ближайшему освоению относятся Кошкельдинская, Акташская, Бурсунская, Каратюбинская, Карланюртовская структуры. Первоочередные геологоразведочные работы в пределах дагестанского шельфа Каспия с целью оконтуривания открытых залежей нефти в среднемиоценовых отложениях предлагается осуществить на площади Инчхе-море. После этого целесообразно приступить к поисковому бурению на верхнемеловые отложения Избербаш-море и Инчхе-море.

Несомненно все эти структурные осложнения заслуживают постановки детализационных сейсморазведочных работ, бурения поисковых скважин. Целесообразность ввода в бурение структур, перспективность которых доказывается комплексом геолого-геохимических исследований и анализом условий формирования возможных залежей, оправдана открытием нефтяных и газовых месторождений в сходных геологических и палеотектонических условиях развития.

ВЫВОДЫ

1. Представления о надвиговом строении меловых отложений позволяют прогнозировать открытие новых месторождений в погребенных структурах Предгорного Дагестана.
2. Ведущая роль в общем литологическом балансе верхнемеловых пород принадлежит хемогенным и биогенным известнякам, составляющим от 80 до 100 %. Доминирующим для известняков верхнего мела является трещинный и трещинно-кавернозный тип коллекторов. Преобладающее значение имеет трещинная пористость, которая обусловлена, в основном тектоническим фактором.
3. Для верхнемеловых отложений выделяются следующие нефтегазоматеринские толщи с высокими и средними нефтегазогенерационными свойствами: ааленская и байосбатская; апт-альбская; кумская; майкопская.
4. В верхнемеловых залежах Предгорного Дагестана фазово-ретроградные процессы происходили вследствие миграции газовых растворов из юрской угленосной формации. Это маркируется распределением реликтовых алканов в газоконденсатных залежах. Для нефтей из подстилающих оторочек соотношение п/ф заметно ниже, как и в РОВ нижнемайкопских отложений. Формирование газоконденсатных залежей рассматриваемой зоны связывается с гумусовым ОВ юрских отложений, а нефтей – с майкопской толщей.
5. Палеотектонический анализ Дагестанского клина позволил выяснить условия формирования верхнемеловых залежей. В соответствии с современными представлениями нача-

- ло миграции углеводородов относится к олигоцену времени. Последнее характеризуется формированием структур и развитием крупных тектонических нарушений, при которых известняки верхнего мела по тектоническому контакту пришли в соприкосновение с нефтепродуцирующими терригенно-угленосными породами средней юры.
6. Установлена на основе палеотектонических построений возможность миграции углеводородов из среднеюрских отложений в верхнемеловые по разрывным нарушениям. Консервации верхнемеловых залежей способствовало исключительно благоприятное положение в стратиграфическом разрезе. Они подстилаются мощными газопродуцирующими отложениями юры и перекрываются глинистыми образованиями майкопа. Последние служат региональной покрывкой.
 7. Выявлены основные зоны нефтегазонакопления – Нараттюбинская, Приморская, с которыми связаны основные перспективы наращивания запасов нефти и газа.
 8. Определены основные типы ловушек для поиска и разведки залежей нефти и газа в мезозойских отложениях – погребенные структуры и тектонически экранированные залежи - принципиально новое направление геологоразведочных работ.

Основные результаты опубликованы в работах:

1. Особенности формирования залежей нефти и газа в верхнемеловых отложениях Дагестанского клина и перспективы нефтегазоносности его глубокопогруженной зоны //Тез. Докл. 5 совещания Региональной комиссии по Кавказу и Закавказью. Проблемы нефтегазоносности Кавказа. – Грозный, 1987. – С.34-36. (Совместно с Шарафутдиновым Ф.Г., Шарафутдиновым В.Ф.).
2. Палеотектонические условия формирования газоконденсатных залежей в верхнемеловых отложениях Предгорного Дагестана (на примере Димитровского и Шамхалбулакского месторождений) //Тр. Ин-та геологии Даг.ФАН СССР. – 1988. – Вып.37.- С.130-135.(Совместно с Шарафутдиновым В.Ф.).
3. Установление генетической связи нафтидов и органического вещества пород Предгорного Дагестана //Тез. Докл. респ. науч. практ. конф. мол. уч. и спец Дагестана /27-29 июля 1988. С.196.
4. Критерии генетических связей нафтидов верхнемеловых залежей Предгорного Дагестана с нефтематеринскими породами //Известия высших учебных заведений. № 1.-1989. С.3-7.
5. Повышение эффективности геологоразведочных работ на нефть и газ в верхнемеловых отложениях Терско-Каспийского передового прогиба //Тр. ИГ Даг.ФАН СССР.

- 1990. – Вып.41. – С.40-49. (Совместно с Шарафутдиновым Ф.Г., Шарафутдиновым В.Ф.).
6. Проблемы экологии при разработке газовых месторождений Дагестана //Тез. Докл. Конф. Пробл. охр. окр. природы //Грозный 4-9 сентября, 1990. (Совместно с Шарафутдиновым Ф.Г., Шарафутдиновым В.Ф.).
 7. К проблеме комплексного использования энергетических ресурсов нефтегазоносных структур Нараттюбинской складчато-надвиговой зоны Дагестана //Сб.науч. тр. Проблемы развития геотермальной энергетики. – Махачкала, 1991. – С.36-46. (Совместно с Шарафутдиновым Ф.Г., Шарафутдиновым В.Ф.).
 8. Геолого-геохимические критерии современной оценки перспектив термоводоносности и нефтегазоносности верхнемеловых отложений Предгорного Дагестана //Сб.тр.ВНИПИГеотерм. Вопросы комплексного освоения геотермальных ресурсов. Махачкала, 1996. – С.51-67. (Совместно с Шарафутдиновым Ф.Г., Шарафутдиновым В.Ф.).
 9. Геолого-геохимические критерии формирования залежей нефти и газа в верхнемеловых отложениях Предгорного Дагестана в связи с оценкой перспектив нефтегазоносности //Тез. Докл. 7 международной конференции. Новые идеи в геологии и геохимии нефти и газа/25-29 мая 2004 (в печати).

Соискатель

Золова И.В.